

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Амурский государственный университет»

На правах рукописи

Чулюкова Маргарита Валерьевна

ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКОЙ В ТЕМПЕ
ПРОЦЕССА ПРИ АВАРИЙНОМ ВЫДЕЛЕНИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НА ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ

Направление подготовки 13.06.01 Электро- и теплотехника
Направленность (профиль) подготовки Электрические станции и электроэнергетические
системы

Научный доклад об основных результатах подготовленной научно-квалификационной
работы (диссертации)

Благовещенск, 2021

Работа выполнена на кафедре энергетики федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Амурский государственный университет».

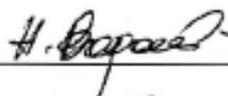
Научный руководитель: чл.-корр. РАН, доктор технических наук, профессор Воропай Николай Иванович

Рецензент: кандидат технических наук, профессор кафедры энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ» Мясоедов Юрий Викторович

Рецензент: кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ» Казакул Алексей Александрович

К защите допускаю:

Научный руководитель



Воропай Н.И.

Заведующий выпускающей кафедры



Савина Н.В.

Заведующий отделом докторантуры
и аспирантуры



Сизова Е.С.

Актуальность темы исследования.

Обеспечение доступа к недорогостоящим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех – одна из общепринятых мировых целей, так как успешное ее достижение создает благоприятные условия для экономического роста, социальной защищенности населения, сохранения экологии нашей планеты, устойчивого развития городов. Поэтому, по мнению Международного энергетического агентства, энергетика – как двигатель мировой экономики – находится в центре повестки дня в областях устойчивого развития до 2030 г.

При решении вышеуказанной задачи развитие распределённой генерации (РГ) несет огромные возможности повышения эффективности и надежности работы электроэнергетических систем (ЭЭС). При определенных условиях интеграция РГ в ЭЭС должна содействовать повышению надежности работы распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения (СЭС) предприятий и городов в целом, а также надежности электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей.

Постоянно развивающиеся сложные объекты, использующие инновационные технологии производства, передачи, распределения и хранения электроэнергии при внедрении их в существующие ЭЭС изменяют свойства этих систем и вызывают необходимость изучения новых свойств преобразованных ЭЭС. Эксплуатационная практика показала, что при возникновении проблемных аспектов, таких как возмущения в прилегающей сети или изменения определенных схемно-режимных условий, возникали серьезные технические проблемы, которые влекли за собой негативные последствия, как для электроснабжения потребителя, так и для собственников объектов РГ.

Появление новых свойств ЭЭС с РГ и недостаточность научных исследований влияния этих свойств на устойчивую и надежную работу СЭС при выделении их на изолированную работу в аварийных ситуациях сохраняет тенденцию к снижению гибкости будущих ЭЭС, повышению уровня нестабильности состояний этих систем. Преобладание негативных факторов и недооценка положительных в процессе разработки и эксплуатации ЭЭС с РГ привело к росту во всем мире числа системных аварий каскадного характера с массовыми нарушениями режима электроснабжения, что негативно отражается в первую очередь на особо ответственных потребителях, перерывы в электроснабжении которых по условиям технологического процесса недопустимы.

Исторически в России для обеспечения устойчивой и надежной работы используется противоаварийная автоматика (ПА). Системы ПА призваны не допускать возникновения и развития крупных системных аварий за счет автоматического предотвращения выхода параметров режимов за допустимые границы или их возврата в допустимую область, а также управления ходом переходных процессов с целью ограничения развития и

ликвидации нарушений нормального режима. Противоаварийное управление перед коммерческим при возникновении аварийных нарушений режима ЭС является приоритетным в нашей стране в отличие от зарубежных стран.

Однако, сетевой комплекс России изначально не был рассчитан на интеграцию разнородных источников электроэнергии, которые появились с развитием РГ в мире и реверсивными потоками мощности, возникающими в зависимости от режимов генерации и электропотребления в узлах нагрузки.

Следовательно, для надежной и устойчивой работы СЭС с РГ и ЭЭС в целом в аварийных ситуациях усовершенствование алгоритмов работы устройств ПА и РЗ и адаптация их к новым схемно-режимным условиям безусловно актуальны. Требуется разработка новых методических основ для проектирования СЭС с объектами РГ и систем автоматического управления режимами.

Проблемам обеспечения надежной и устойчивой работы ЭЭС с РГ при аварийном выделении образующих их СЭС на изолированную работу и противоаварийному управлению ими посвящено много работ, содержащих теоретические основы и подтверждающих эффективность их применения на практике. Однако трансформация структуры и свойств СЭС в процессе их развития, существенное влияние этих изменений на работу ЭЭС, а также наряду с этим постоянный рост нагрузки мегаполисов и соответствующее развитие больших распределительных сетей, делают актуальными новые задачи, не рассмотренные в научно-практических исследованиях в недавнем прошлом.

Степень разработанности и проблемы. Исследованиями вопросов развития ЭЭС с РГ и обеспечения устойчивой и надежной их работы занимаются многие отечественные исследователи: Я.Л. Арцишевский, П.И. Бартоломей, Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Ю.Е. Гуревич, Ю.Н. Кучеров, М.В. Шарыгин, Б.В. Папков, К.В. Суслов, А.В. Паздерин, А.Б. Осака, В.А. Веников, А.С. Бердин, П.М. Ерохин, В.В. Бушуев и др., а также зарубежные: Y. Besanger, M. Eremia, Ch. Rehtanz, J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, M. Buche, S. Delikaraoglou, K. Heussen, Chen X., K. Chongqing, S. Heinen, C. Hewicker, Y. Wang, C. Chen, A. O'Grady и др.

Большой вклад в исследования вопросов противоаварийного управления режимами работы ЭЭС с РГ внесли учёные П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова, В.Е. Глазырин и др.

Проблемами управления нагрузкой в системах электроснабжения в различных ее аспектах разрабатывалась учеными разных стран: Н.С. Афониним, В.Г. Китушиным, В.В. Михайловым, А.В. Шунтовым, В.И. Эдельманом, В.И. Гордеевым, А.В. Демурой, В.И. Старостиным, Ш.Ч. Чокиным, Э.Э. Лойтером, В.А. Непомнящим, В.Р. Окороковым, Ю.Б. Гуком, А.П. Васильевым, Ю.Я. Чукреевым, Г.П. Корниловым, А.Б. Лоскутовым, Е.И. Татаровым, B.S. Dhillon, Ch. Singh, J. Endrenyi, K. Billinton, R.N. Allan и др., однако предлагаемые методы, как правило, были направлены на повышение экономической эффективности и оптимизации работы ЭЭС с РГ.

Исследования вопросов противоаварийного управления нагрузкой основных потребителей для повышения гибкости и надежности СЭС с РГ не проводились. При этом под гибкостью СЭС с РГ понимается способность системы адаптироваться к внезапным изменениям режима внешним возмущениям. Активные потребители – это потребители, самостоятельно управляющие собственной нагрузкой в темпе процесса.

Объект исследования – системы электроснабжения с распределенной генерацией.

Предмет исследования – средства и способы противоаварийного управления режимом работы систем электроснабжения с распределенной генерацией при аварийном выделении их на изолированную работу.

Цель диссертации: разработка и исследование эффективности автоматики противоаварийного управления активной нагрузкой в системах электроснабжения с распределенной генерацией, имеющих своей конечной целью повышение надежности работы распределительных сетей и электроснабжения потребителей

Основные задачи исследования:

1. Исследование и анализ гибкости и устойчивости систем электроснабжения с распределенной генерацией при аварийном выделении их на изолированную работу в России и в мире, существующих средств и способов для повышения их надежности.

2. Формирование методических основ процесса изолирования систем электроснабжения с распределенной генерацией, которые обобщают различные сценарии данного процесса с учетом действий существующей и предлагаемой автоматики противоаварийного управления.

3. Разработка методических положений координации функционирования традиционных видов автоматики и предлагаемой новой при аварийном выделении системы электроснабжения на изолированную работу.

4. Исследование эффективности нового способа противоаварийного управления активной нагрузкой в реальном времени для повышения гибкости системы электроснабжения с распределенной генерацией при ее аварийном выделении на изолированную работу.

Научная новизна исследования:

1. Впервые предложен новый способ автоматического противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей для повышения надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией в аварийных ситуациях.

2. Сформированы методические основы процесса изолирования систем электроснабжения с распределенной генерацией, которые обобщают различные сценарии этого процесса с учетом действий существующей и предлагаемой автоматики противоаварийного управления.

3. Разработаны методические положения координации функционирования традиционных видов противоаварийной автоматики и

предлагаемой новой при аварийном выделении системы электроснабжения на изолированную работу.

4. Исследована эффективность нового способа автоматического противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей в реальном времени для повышения гибкости систем электроснабжения различного назначения с распределенной генерацией при ее аварийном выделении на изолированную работу.

Методология и методы исследования:

При выполнении исследований в научно-квалификационной работе использовались системный подход, теория электрических сетей и систем, теория устойчивости ЭЭС, теоретические основы релейной защиты и противоаварийной автоматики. Для исследования и анализа полученных результатов использовались программно-вычислительные комплексы RastrWin и RusTab.

Теоретическая и практическая значимость исследований:

Разработанный новый способ автоматического противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей органично дополняет существующие методы автоматического противоаварийного управления, что обеспечивает повышение устойчивости и гибкости систем электроснабжения с распределенной генерацией в аварийных ситуациях и в конечном счете надежность электроснабжения потребителей.

Результаты научно-квалификационной работы используются в учебном процессе на кафедре энергетики ФГБОУ ВО Амурский государственный университет.

Положения, выносимые на защиту:

1. Новый способ автоматического противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей при выделении систем электроснабжения с распределенной генерацией на изолированную работу в аварийных ситуациях.

2. Методические основы процесса изолирования систем электроснабжения с распределенной генерацией, которые обобщают различные сценарии этого процесса с учетом действия существующей и предлагаемой новой автоматики противоаварийного управления систем электроснабжения.

3. Методические положения координации функционирования существующих видов противоаварийной автоматики и предлагаемой новой при аварийном выделении системы электроснабжения с распределенной генерацией на изолированную работу.

4. Результаты исследований эффективности нового способа автоматического противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей в системах электроснабжения различного назначения с распределенной генерацией при их выделении на изолированную работу в аварийных условиях.

Степень достоверности и апробация результатов:

Достоверность полученных результатов подтверждается использованием верифицированных программно-вычислительных комплексов для имитационного моделирования переходных процессов ЭЭС и тестированием математических моделей динамики элементов этих систем, а также тестированием предлагаемой новой автоматики противоаварийного управления путем исследования переходных процессов в системах электроснабжения различного назначения.

Апробация результатов выполнена путем представления результатов исследований в докладах на пяти конференциях и одном семинаре регионального, всероссийского и международного уровней, а именно:

1. XXVI научная конференция "День науки-2017" на базе ФГБОУ ВО «АмГУ», г. Благовещенск, 20 апреля 2017 г

2. XXVII научная конференция "День науки-2018" на базе ФГБОУ ВО «АмГУ», г. Благовещенск, 19 апреля 2018 г.

3. Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon 2018» на базе ДВФУ, г. Владивосток, 02-04 октября 2018 г.;

4. IX Международная научно-техническая конференция «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» на базе ФГБОУ ВО «АмГУ», г. Благовещенск, 11-12 марта 2019 г.

5. XXVIII научная конференция "День науки-2019" на базе ФГБОУ ВО «АмГУ», г. Благовещенск, 19 апреля 2019 г.

6. Международном семинаре по проблемам гибкости и устойчивости ЭЭС, 26-31 августа 2019 года, г.Иркутск

По теме научно-квалификационной работы опубликовано 7 статей.

В первой главе исследовано современное состояние проблемы аварийного выделения на изолированную работу СЭС с РГ в России и в мире, особенности данного процесса в зарубежных ЭЭС, проведен анализ существующих средств и способов обеспечения гибкости и устойчивости современных ЭЭС с РГ в аварийных ситуациях, обоснована необходимость разработки нового метода противоаварийного управления для повышения надежности СЭС с РГ при аварийном выделении на изолированную работу.

Анализ современного состояния проблемы показал, что наряду с сохраняющейся тенденцией активной интеграции РГ в существующие ЭЭС и их развитие, обоснованной целым рядом положительных эффектов как для собственников генерации и сетевого хозяйства, так и для потребителей, сохраняется рост числа аварий с полным или частичным нарушением электроснабжения потребителей первой категории надежности, включая особую группу [1]. В большинстве случаев это имеет место при авариях каскадного характера с массовыми нарушениями электроснабжения и, как правило, сценарий их протекания идентичен: начинается с аварийного отключения источников питания в сетях внешнего электроснабжения и завершается последующей или одновременной нерасчетной и некорректной работой оборудования систем гарантированного и бесперебойного электроснабжения потребителей [2].

Интеграция разнородных источников электроэнергии в сетевой комплекс России и появление реверсивных потоков мощности, которые возникают в зависимости от режимов работы генерации и электропотребления в узлах, изменения которого характеризуются зачастую случайными нерегулярными колебаниями, изменяют свойства новых образующихся ЭЭС с РГ. Эти вновь появляющиеся новые свойства влияют на корректность работы существующей в нашей стране системы ПА, на которую изначально были возложены функции предотвращения возникновения и развития системных аварий путем автоматического контроля выхода параметров режима за допустимые границы и возврат их в допустимую область в нормальных и аварийных режимах.

Устройства ПА, находящиеся в распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, т. к. алгоритмы их работы и параметры настройки не учитывают наличие объектов РГ [3]. Активное развитие большого числа объектов РГ в ЭЭС делает избыточным объем информации, подлежащий анализу диспетчерами разных уровней в существующей иерархической системе диспетчерского управления, что не позволяет им оперативно принимать корректные решения для управления режимами сети в реальном масштабе времени. По этой же причине усложняется решение одной из важных задач оперативно-диспетчерского управления - краткосрочное и оперативное планирование режимов, мониторинг горячего резерва мощностей и т.п.

На рисунке 1 показаны основные проблемные составляющие аварийного выделения на изолированную работу СЭС с РГ.

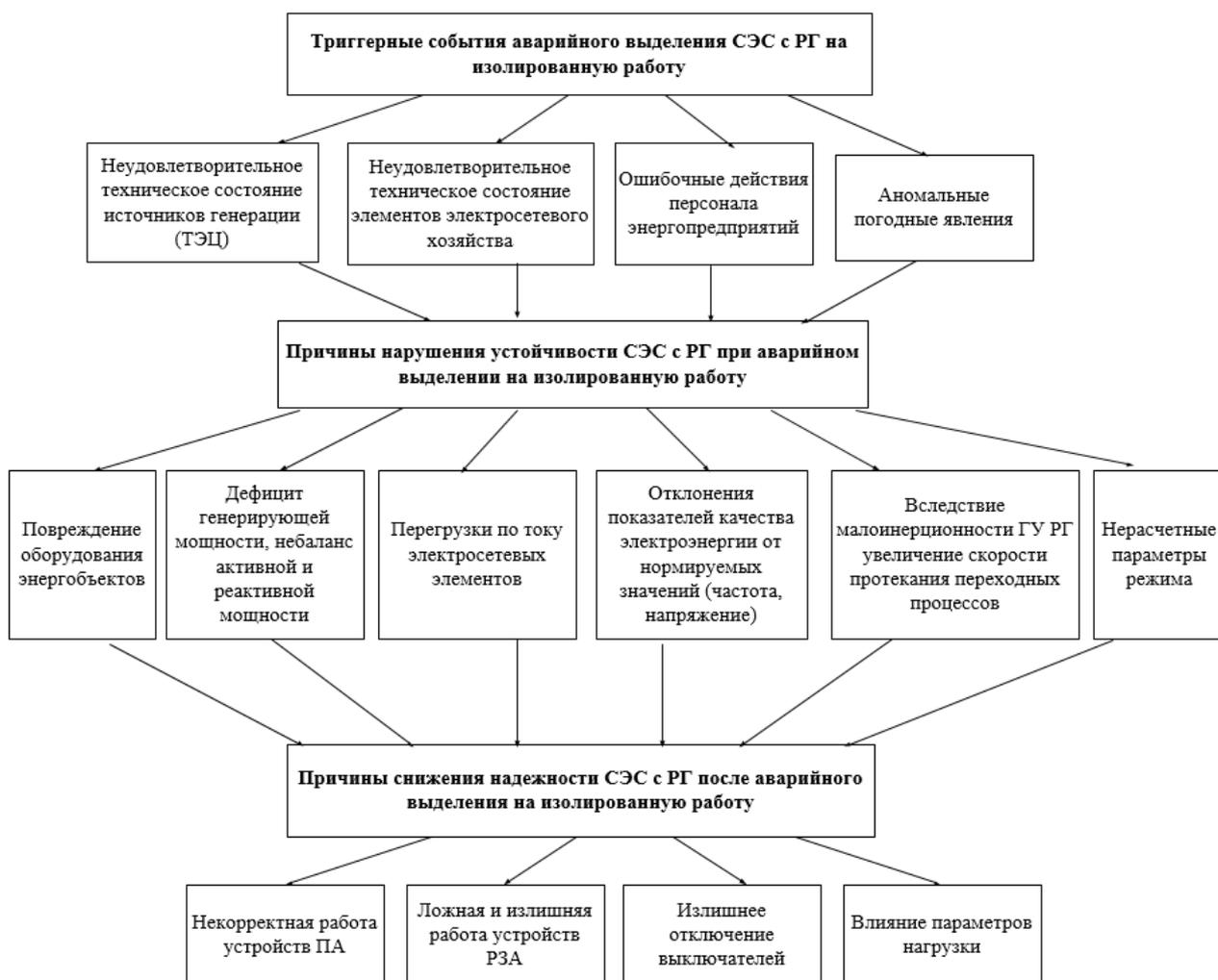


Рисунок 1 – Составляющие анализа рассматриваемой проблемы

В результате проведенного исследования, приведенного на рисунке 1, выяснено, что существуют актуальные проблемы нарушения устойчивости и снижения надежности СЭС с РГ при аварийном их выделении на изолированную работу. Отмечено, что схема изолирования СЭС с РГ в аварийных ситуациях, показанная на рисунке 1 характерна как для отечественных ЭЭС с РГ, так и для зарубежных.

Проведен краткий обзор отечественных и зарубежных разработок по проблеме обеспечения надежности потребителей при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу. Сравнительный анализ выявил, что в зарубежных ЭЭС основной спецификой данного процесса является отсутствие контроля государства за обеспечением собственниками СЭС с РГ надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей, ликвидация аварийных ситуаций, как правило, происходит в ручном режиме, основным способом восстановления параметров работы генерации и сети является превентивное отключение нагрузки вследствие приоритетности

коммерческой выгоды перед надежностью электроснабжения. Наряду с этим, зарубежные распределительные сети обладают высокими показателями качества электроэнергии [4-11].

Также исследования подтвердили, что для надежной и устойчивой работы СЭС с РГ в островном режиме требуется усовершенствование алгоритмов работы устройств ПА и РЗ и адаптация их к новым схемно-режимным условиям, требуется разработка новых методических основ и подходов для проектирования сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ и систем автоматического управления режимами [12].

В настоящее время существует много разработок адаптивных устройств ПА и РЗ для решения вышеуказанных задач. В таблице 1 приведены существующие устройства ПА, используемые для снижения негативных последствий для потребителей при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу.

Таблица 1 – Существующие устройства ПА

Наименование	Условия срабатывания	Достоинства	Недостатки
АЧР (автоматическая частотная разгрузка)	По факту снижения частоты	Повышение частоты до допустимых значений, восстановление баланса генерируемой и потребляемой мощности	Отключение части нагрузки
САОН (специальная автоматика отключения нагрузки)	По факту снижения напряжения (местный фактор) либо приемом команды ПА	Предотвращение перегрузки элементов сети, быстрое действие	Отключение части нагрузки
АОСД (автоматика опережающего сбалансированного деления)	По факту снижения напряжения, наличие напряжения обратной последовательности	Рациональное деление сети относительно минимума дефицита	Не учтена зависимость срабатывания автоматики от состава нагрузки
ДАН (делительная автоматика по напряжению)	По факту снижения напряжения, изменения величины и направления реактивной мощности	Рациональное деление сети со слабыми линиями связи, с электростанциями малой мощности и большей долей двигательной нагрузки, учет состава нагрузки	Несогласованная работа с другими устройствами ПА

Окончание таблицы 1			
АОСН (автоматика ограничения снижения напряжения)	По факту снижения напряжения	Предотвращение развития лавины напряжения, учет состава нагрузки	Отключение части нагрузки
АОПО (автоматика ограничения перегрузки оборудования)	По факту увеличения тока	Предотвращение нагрева и повреждения оборудования	Отключение части нагрузки

Анализ принципов, достоинств и недостатков алгоритмов работы существующих устройств ПА в СЭС с РГ, показывает, что для восстановления уровней частоты и напряжения и стабилизации работы СЭС с РГ в большинстве случаев используется превентивное отключение нагрузки у потребителей. Однако, во всех случаях при восстановлении нормальной работы СЭС с РГ в островном режиме после аварийных отключений должна решаться одна из важных задач – минимизация объема аварийно отключаемых потребителей. Недостаточный учет этого фактора может негативно сказаться на ответственных потребителях, перерыв в электроснабжении которых недопустим [13].

Таким образом, анализ современного состояния по выделенной проблеме показал, что существующие методы и средства повышения гибкости и надежности СЭС с РГ при аварийном их выделении на изолированную работу не решают полностью проблему минимизации объема отключаемых потребителей, доказана необходимость разработки дополнительных методов и средств для решения исследуемой проблемы.

Во второй главе проведен анализ особенностей переходных процессов изолирования СЭС с РГ, разработаны принципы управления нагрузкой активных потребителей в реальном времени, сформированы особенности координации существующих систем автоматики в процессе изолирования системы электроснабжения, обоснована необходимость исследования эффективности системной автоматики управления нагрузкой активных потребителей в реальном времени.

Основными *техническими результатами* предлагаемого способа является гарантированное обеспечение надежности электроснабжения особо ответственных и потребителей первой категории, повышение гибкости и устойчивости СЭС с РГ.

Основная *идея метода* - автоматика противоаварийного управления активной нагрузкой (АПУАН) потребителей в реальном времени при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу путем автоматического «переноса» части электроприемников с максимума нагрузки на минимум дает возможность восстановить электроснабжения части

ответственных потребителей, отключенных ранее действием другой автоматики.

Исследованиями установлено, что сценарий процесса изолирования СЭС с РГ зависит от исходных схемно-режимных условий работы системы, от состава в ней генерации относительно потребления и от структуры нагрузки потребителей. В таблице 2 приведен анализ особенностей переходных процессов при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу с учетом вышеупомянутых факторов, определяющих специфику процесса изолирования.

Таблица 2 – Особенности переходных процессов в СЭС с РГ при изолировании с учетом различных факторов исходного режима работы системы

Фактор, определяющий особенность переходного процесса		Описание СЭС с РГ	Особенность переходного процесса при изолировании
Схемно-режимные условия работы	Концентрированная	СЭС состоит из различных источников генерации разных по мощности	- более мощный источник генерации является основным регулятором частоты; - включение в работу ГУ РГ, находящихся в резерве; - выделение на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой
	Со слабыми связями	СЭС подключена к внешней сети отпайками или радиальными линиями, имеющие относительно небольшие длины	- ограничение предела передаваемой мощности; - небаланс по активной и реактивной мощности; - снижение параметров частоты и напряжения; - снижение ПКЭ
Состав генерирующей мощности относительно потребляемой	Дефицит генерации $P_g < P_p$	Малая доля РГ в СЭС, недостающая мощность поступает из внешней энергосистемы	- небаланс по активной и реактивной мощности; - снижение частоты и напряжения; - снижение ПКЭ
	Избыток генерации $P_g > P_p$	Значительная доля РГ в СЭС, избыток мощности передается во внешнюю энергосистему	- небаланс по активной и реактивной мощности; - повышение частоты и напряжения; - «перегруз» по току в элементах сети; - сброс и наброс нагрузки; - качания; - возникновение асинхронного режима

	Баланс генерации и потребления $P_G \sim P_{\Pi}$	Относительный баланс мощности генерации и потребления	
Структура и состав нагрузки	Преобладание АД	Большое содержание в составе нагрузки асинхронных двигателей	- дефицит реактивной мощности; - лавинообразное снижение напряжения; - опрокидывание двигателей.
	Преобладание двигательной нагрузки (АД и СД)	Большое содержание в структуре потребления двигательной нагрузки	- снижение напряжения; - сброс и наброс нагрузки, - смещение электрического центра качаний; - многочастотный асинхронный режим
	Несимметричная нагрузка	Большое содержание потребителей однофазной нагрузки	- отключение генерирующих установок из-за нагрева ротора вследствие несимметричной токовой нагрузки; - дефицит мощности; - снижение частоты; - снижение ПКЭ
	Несинусоидальная нагрузка	Большое содержание потребителей с нелинейной нагрузкой	- нагрев элементов сетевого оборудования; - снижение пропускной способности сети; - искажение напряжения; - ложная работа устройств РЗА и ПА

Из таблицы 2 видно, что в большинстве случаев в процессе изолирования возникает небаланс активной и реактивной мощности, что приводит к снижению уровней напряжения и частоты ниже нормируемых значений и, как правило, нарушению устойчивости СЭС в целом. При этом отмечено значительное влияние на процесс изолирования структуры и состава нагрузки.

Момент аварийного отключения питающей подстанции и перевода СЭС на изолированную работу является случайным, при этом наиболее тяжелая послеаварийная ситуация сложится в период суточного максимума нагрузки. В этом плане автоматический перевод некоторых электроприемников системой управления нагрузкой с максимума нагрузки на минимум позволит в максимум нагрузки обеспечить электроэнергией дополнительных, по сравнению с исходной ситуацией, потребителей и при необходимости повысить послеаварийный уровень частоты.

Проведено исследование различных графиков нагрузки для оценки доли в годовом интервале времени, на которую может быть реализовано АПУАН, при разных конфигурациях суточного графика нагрузки. При этом отмечена важность учета прогнозирования и анализа основных показателей суточных и годовых графиков нагрузки СЭС с РГ для реализации принципов АПУАН.

Существенное влияние на корректность работы находящиеся в эксплуатации существующих устройств ПА энергосистем оказывает изменение схемно-режимных ситуаций из-за интеграции ГУ объектов РГ в ЭЭС. Существующие устройства ПА не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей, адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния оборудования с целью полного использования перегрузочной способности оборудования. Требуется адаптация алгоритмов работы и параметров срабатывания устройств автоматики к текущим схемно-режимным условиям. Определено, что для корректной и правильной работы существующих адаптивных систем ПА необходима их согласованная и скоординированная работа.

Целесообразность применения того или иного устройства ПА в комплексе автоматики противоаварийного управления выделения на изолированную работу конкретной СЭС с РГ в аварийных ситуациях, а также выбор алгоритма их согласованной работы и параметров настройки (выбор пусковых и блокирующих органов; управляющих воздействий, объемов и мест их реализации) должен основываться на результатах комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, включая расчеты электромеханических переходных процессов.

Отмечено, что основной задачей в аварийных ситуациях выделения в островной режим работы СЭС с РГ является минимизация отключаемых потребителей нагрузки. В связи с этим, в общих случаях на первом этапе переходного процесса имеет место использование автоматики опережающего сбалансированного деления сети (АОСД) для предотвращения глубоких провалов снижения напряжения и минимизации риска отключения двигательной нагрузки.

Дальнейшее развитие аварии, как правило, приводит к возникновению небаланса потребляемой мощности в выделенном энергорайоне. На данном этапе целесообразно применение адаптивной автоматики частотной разгрузки (АЧР) в случае возникновения дефицита. Существенным отличием разработанного усовершенствованного алгоритма АЧР является то, что в нем учитывается величина и скорость снижения напряжения, которые являются определяющими для обеспечения устойчивости двигательной нагрузки.

Однако, действия вышеуказанных средств ПА во многих случаях бывает недостаточно, так как объемы отключаемой нагрузки для восстановления параметров работы системы негативно сказываются на

ответственных потребителях. Поэтому применение на следующих этапах новой автоматики АПУАН является актуальным для обеспечения надежной и гарантированной работы особо ответственной нагрузки.

В результате проведенных исследований в главе 2 обоснована необходимость формирования сценариев процессов выделения СЭС с РГ на изолированную работу с учетом многовариантности существующих факторов по составу и количественным характеристикам для оценки эффективности предлагаемой автоматики АПУАН.

Третья глава посвящена экспериментальному исследованию предлагаемого метода, разработаны тестовые модели СЭС с РГ, обоснованы их разновидности для демонстрации эффективности АПУАН, проведена серия расчетов переходных процессов аварийного выделения разработанных моделей СЭС с РГ на изолированную работу с учетом особенностей сценариев данного процесса.

Разработанные тестовые схемы СЭС с РГ основаны на реальных действующих схемах ЭЭС Дальнего Востока. Газификации данного региона приобретает особую актуальность в свете ускорения экономического развития округа и задач по улучшению жизни населения региона. В связи с этим продолжают активные разработки и внедрение проектов новых и реконструируемых СЭС с РГ в различные сферы жизнедеятельности человека, что делает актуальным исследования.

Схемы тестовых СЭС с РГ приведены на рисунках 2, 3, 4, параметры синхронных генераторов тестовых систем приведены в таблицах 3,4,5.

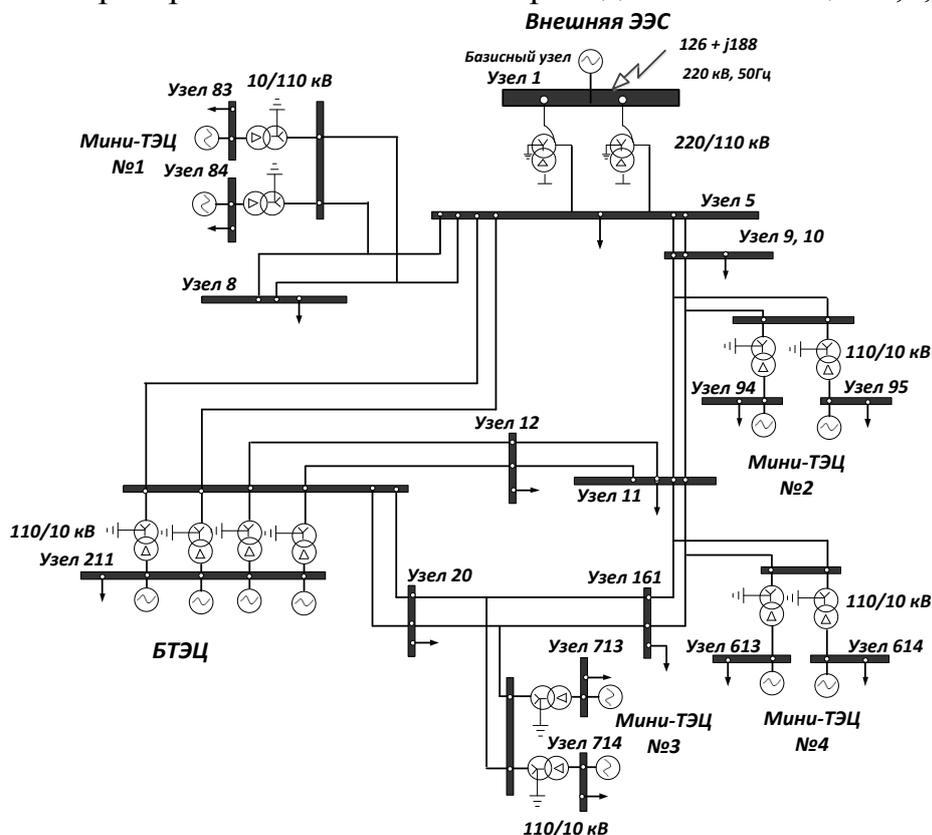


Рисунок 2 – Схема городской СЭС с РГ

Таблица 3 – Основные параметры синхронных генераторов городской СЭС

Параметры синхронных генераторов								
	БТЭЦ				мини-ТЭЦ			
	ГТУ – 1 (узел 211)	ГТУ – 2 (узел 212)	ГТУ – 3 (узел 213)	ГТУ – 4 (узел 214)	№1 (узлы 83,84)	№2 (узлы 94,95)	№3 (узлы 713,714)	№4 (узлы 613,614)
$P_{ном},$ МВт	60	110	110	124	24	24	24	24
$M_j,$ МВт/с	182.4	282.7	282.7	554.3	65	65	65	65
$X'd,$ о.е.	0.27	0.26	0.26	0.26	0.24	0.24	0.24	0.24
$Xq,$ о.е.	0.83	1.19	1.19	1.34	1.9	1.9	1.9	1.9
$T'd0,$ с	5	5	5	5	5	5	5	5

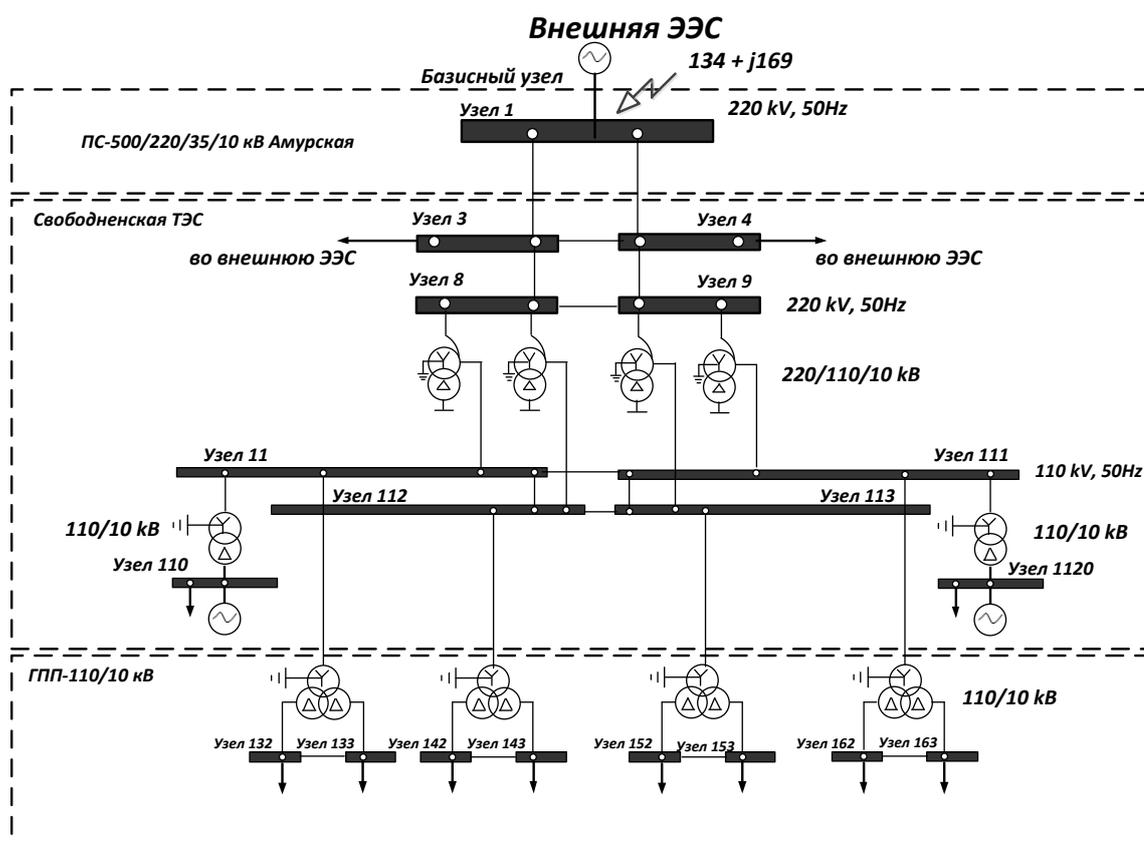


Рисунок 3 – Схема промышленной СЭС с РГ

Таблица 4 – Основные параметры синхронных генераторов промышленной СЭС

Параметры синхронных генераторов		
	Свободненская ТЭС	
	ГТУ - 1	ГТУ - 2
Рном, МВт	80	80
Мj, МВт/с	239	239
X'd, о.е.	0,224	0,224
Xq, о.е.	1,199	1,199
T'd0, с	8,85	8,85

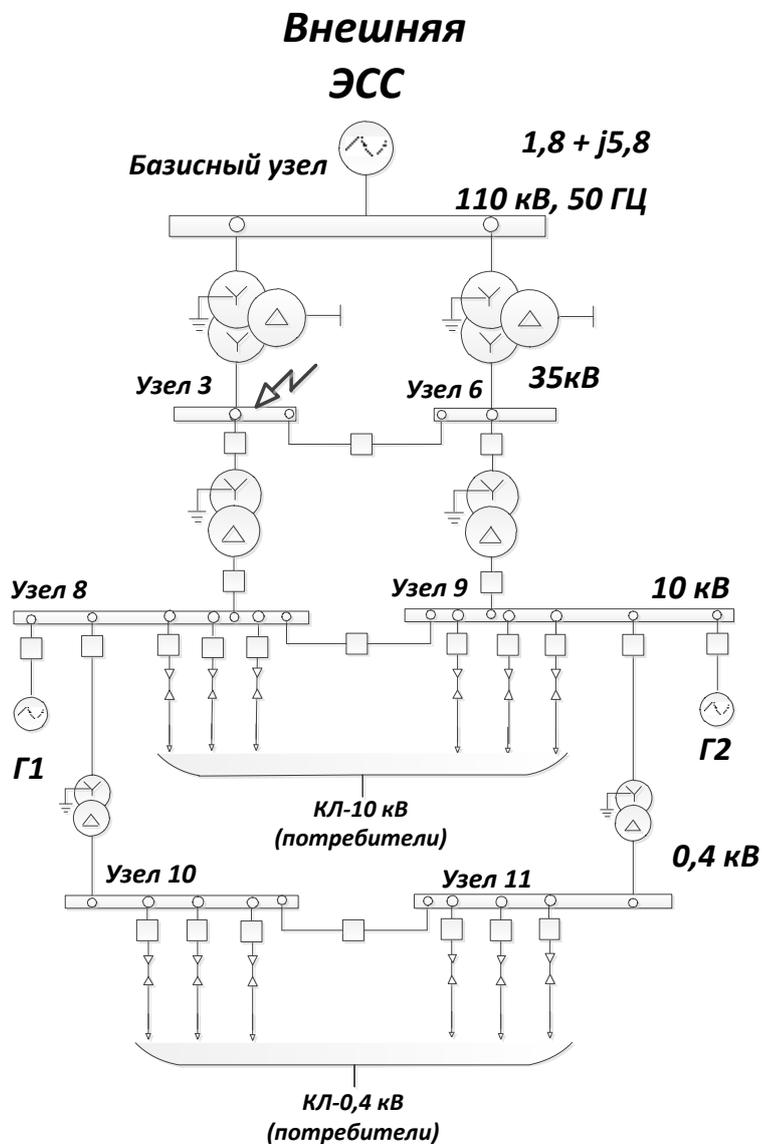


Рисунок 4 – Схема сельскохозяйственной СЭС с РГ

Таблица 5 – Основные параметры синхронных генераторов сельскохозяйственной СЭС

Параметры синхронных генераторов		
	Мини ТЭЦ	
	ГТУ - 1	ГТУ - 2
Рном, МВт	4	4
Мj, МВт/с	13	13
X'd, о.е.	0,185	0,185
Xq, о.е.	0,18	0,18
T'd0, с	5	5

Суточные графики нагрузок каждой тестовой схемы СЭС с РГ приведены на рисунке 5.

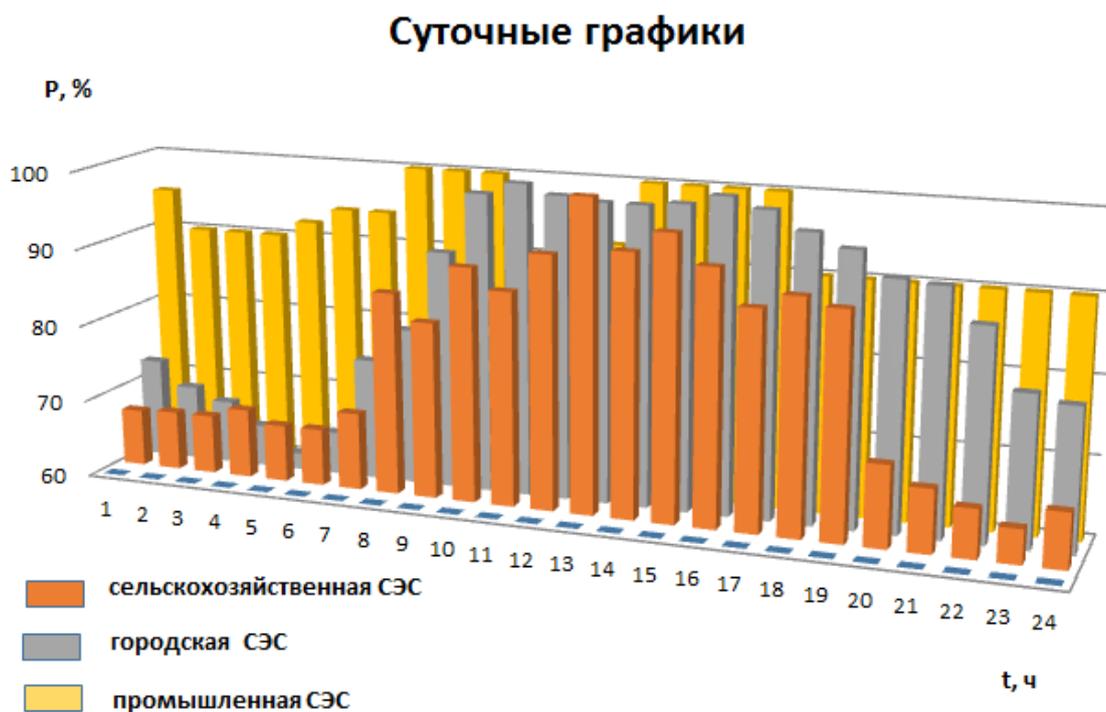


Рисунок 5 Суточные графики исследуемых СЭС с РГ

Анализ характеристик суточных графиков нагрузки показан в таблице 6, показатели коэффициентов заполнения демонстрируют количество управляемой нагрузки.

Таблица 6. Сводные данные характеристик суточных графиков нагрузок объектов исследования

Объект исследования	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{нр}}$	T_{\max}
Городская СЭС	327	203	281	0,86	0,62	5600
Промышленная СЭС	211	190	197,5	0,936	0,9	8000
Сельскохозяйственная СЭС	6,2	4	4,9	0,79	0,65	3500

В таблице 7 приведен сравнительный анализ отличительных особенностей разработанных тестовых схем СЭС с РГ друг от друга.

Таблица 7. Сравнительный анализ тестовых СЭС с РГ

Наименование видоизменённой СЭС с РГ / наименование действующей СЭС	Отличительные особенности
Городская / СЭС г. Благовещенск Амурской области	<ul style="list-style-type: none"> - концентрированная схема, состоящая из источников генерации различной по мощности; - в ремонтных схемах наличие участков сети со слабыми связями и ограничением по пропускной способности; - неравномерность суточного графика электрических нагрузок, большое количество управляемой нагрузки; - особо важные потребители и потребители 1 категории составляют 10-15% от суммарной мощности потребителей
Промышленная / Амурский газоперерабатывающий завод, Амурская область	<ul style="list-style-type: none"> - в структуре нагрузки большое преобладание двигательной нагрузки (АД и СД); - равномерный суточный график электрических нагрузок и небольшое количество управляемой нагрузки; - особо важные потребители и потребители 1 категории составляют до 40 % от суммарной мощности потребителей
Сельскохозяйственная / ЗАО «Михайловский бройлер» Приморский край	<ul style="list-style-type: none"> - протяженные радиальные линии электропередачи при малой передаваемой мощности, что снижает качество напряжения; - неравномерность суточного графика электрических нагрузок, большое количество управляемой нагрузки; - в структуре нагрузке значительное количество однофазной нагрузки; - потребители 1 категории составляют до 10 % от суммарной мощности потребителей.

Исследования выполнялись с использованием программного комплекса (ПК) RuStab, который включает стандартные модели генераторов, в том числе ГТУ. Основные элементы пользовательского интерфейса, организация базы данных и модули расчета установившихся режимов унаследованы от ПК RastrWin, модели динамических элементов во многом аналогичны ПК Mustang [14].

В расчетной части в третьей главе представлены результаты моделирования переходных процессов аварийного выделения на изолированную работу разработанных тестовых СЭС с РГ, при этом были учтены особенности каждой из систем электроснабжения, существующие традиционные средства ПА и новый разработанный метод АПУАН.

Наиболее показательные сценарии и их результаты приведены ниже.

Для городской СЭС с РГ.

Сценарий без учета действия АПУН

Исходный расчетный режим:

- связь с внешней энергосистемой по двум линиям 220 кВ через два АТ-220/110/10 кВ подстанции;
- схема сети ремонтная, в ремонте на БТЭЦ две ГТУ (2 x 120 МВт);
- летний суточный график нагрузки, много управляемой нагрузки;
- $P_{\text{потр}} = 327 \text{ МВт}$ ($P_{\text{ген}} = 201 \text{ МВт} + P_{\text{внеш}} = 126 \text{ МВт}$), дефицит генерируемой мощности 38%;
- заданный состав нагрузки в узле: 50% - СХН, 30% - АД, 20% - СД;
- существующие средства ПА: АЧР-1, АЧР-2, ДАР

Сценарий:

0,5 с – 3-х фазное КЗ на шинах 220 кВ подстанции;

0,6 с – отключение выключателей 220 кВ связи с внешней ЭЭС, выделение СЭС с РГ на изолированную работу с дефицитом мощности 38%.

На рисунке 6 показана динамика изменения частоты, напряжения и мощности нагрузки в одном из узлов СЭС, полученная в результате расчета переходного процесса (с учетом концентрированной структуры схемы подобный характер процесса имеет место и в других узлах). В результате 3-х фазного КЗ и выделения СЭС с РГ на изолированную работу с дефицитом мощности произошло снижение напряжения в узле ниже 75%, при этом согласно [14] статистические характеристики нагрузки (СХН) были заменены на $P_L = \text{const}$, $Q_L = \text{const}$. В связи с этим мощность в узле снизилась с 50 до 30 МВт, дефицит мощности на короткое время снизился, тем самым повысив эффективность АЧР-1.

Через 1,5 секунды АЧР-1 достигла своей уставки и отключила 10 % второстепенной нагрузки. При этом уровень напряжения частично восстановился, что в соответствии с СХН по напряжению привело к увеличению потребляемой мощности нагрузкой до 43 МВт. В момент времени 1.8 с АЧР-2, отключив еще 20 % нагрузки в системе.

В момент времени 2.0 секунды в узле установилась мощность около 36 МВт с в узле с учетом влияния СХН, а также АРВ генераторов электростанций и других элементов схемы. Но параметры режима не восстановлены, частота продолжает уменьшаться, отключенные потребители составляют 30 % мощности.

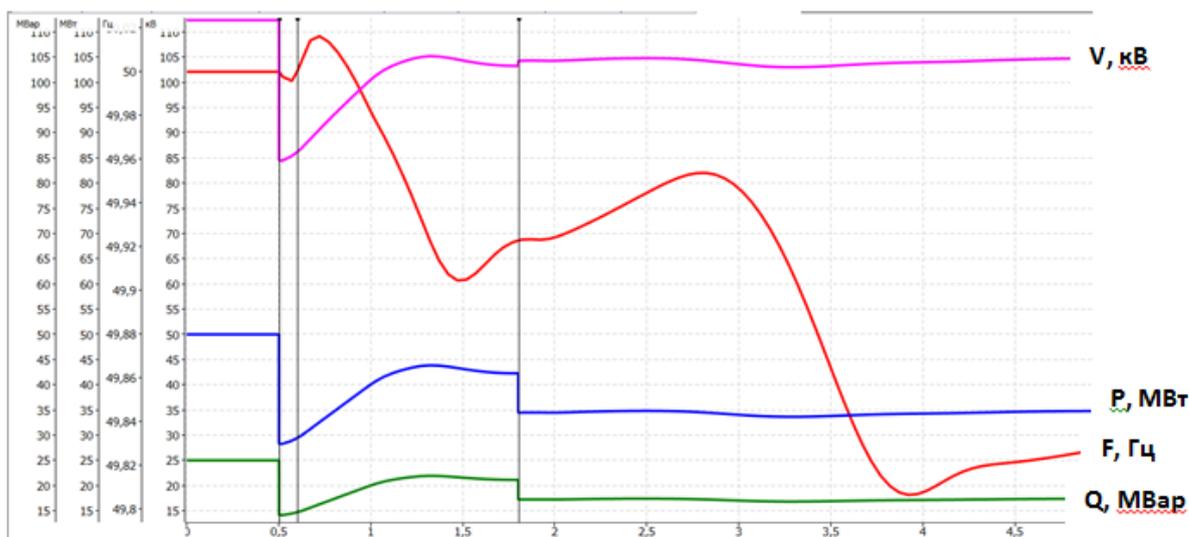


Рисунок 6 Переходный процесс аварийного выделения городской СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 38 % и действием АЧР-1, АЧР-2

Сценарий с учетом действия АПУАН

Исходный расчетный режим: тот же

Сценарий: тот же

На рисунке 7 показано продолжение переходного процесса с учетом действия новой автоматики АПУАН, которая сработала в момент времени 2.0 секунды, «переместив» некоторые электроприемники общей мощностью в узле величиной примерно 9 МВт на минимум графика нагрузки.

В 2.3 секунды эта же автоматика подключила отключенных ранее потребителей примерно на 6 МВт.

На этом действия АЧР-1, АЧР-2 и АПУАН закончились, уровень потребляемой нагрузкой узла мощности установился примерно на 36 МВт. Частота после некоторых колебаний установилась на значении порядка 49,8Гц.

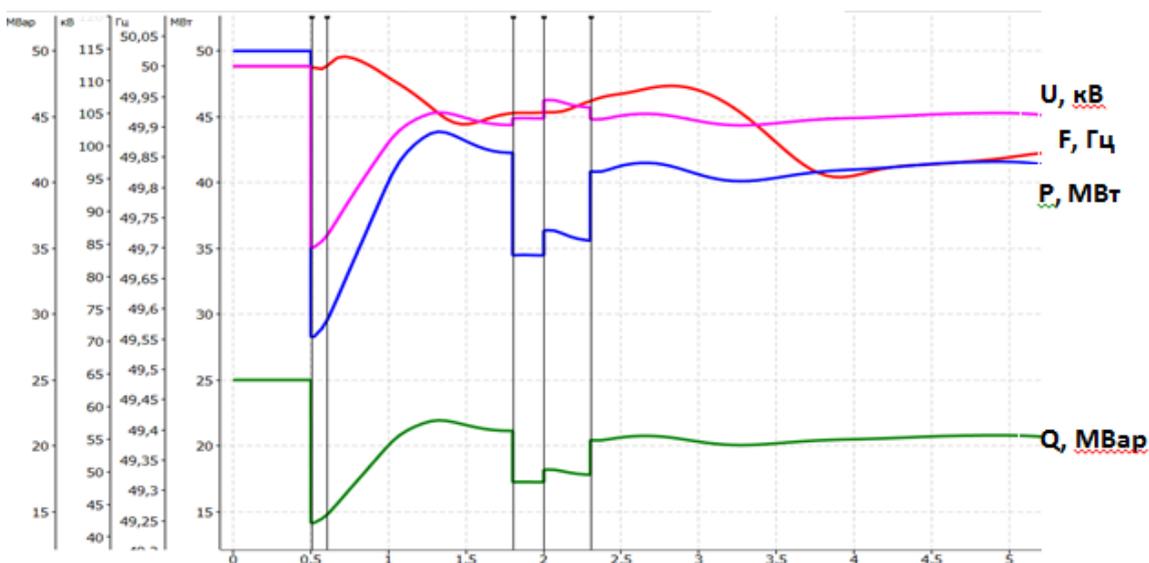


Рисунок 7 Переходный процесс аварийного выделения

городской СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 38 % и действием АЧР-1, АЧР-2, АПУАН

Для промышленной СЭС с РГ.

Сценарий без учета действия АПУАН

Исходный расчетный режим:

- связь с внешней энергосистемой по двум линиям 220 кВ через два АТ-220/110/10 кВ подстанции;
- схема сети ремонтная, в ремонте на Свободненской ТЭС два автотрансформатора;
- летний суточный график нагрузки, мало управляемой нагрузки;
- $P_{\text{потр}} = 212 \text{ МВт}$ ($P_{\text{ген}}=160 \text{ МВт} + P_{\text{внеш}}=52 \text{ МВт}$), дефицит генерируемой мощности 25%;
- заданный состав нагрузки в узле: 40% - АД, 40% - СД, 20% - СХН;
- существующие средства ПА: АЧР-1, АЧР-2

Сценарий:

0,5 с – 3-х фазное КЗ на шинах 220 кВ подстанции;

0,6 с – отключение выключателей 220 кВ связи с внешней ЭЭС, выделение СЭС с РГ на изолированную работу с дефицитом мощности 25%.

На рисунке 8 показана динамика изменения частоты, напряжения и мощности нагрузки в одном из узлов СЭС. В момент времени 0,5 с возникновения 3-х фазного КЗ происходит резкое снижение частота до 49,8 Гц, после ликвидации КЗ происходят колебания частоты от 49,7 до 50,14 Гц. Качество дальнейшего переходного процесса аварийного выделения СЭС с РГ на изолированную работу с дефицитом мощности обуславливается наличием в составе нагрузки большого количества двигательной нагрузки, что приводит к резким сбросам и набросам нагрузки. Напряжение в узле снижается с 10,1 кВ до 8,8 кВ, что приводит к отключению части АД и их разгрузки. В связи с этим мощность в узле снизилась с 25 до 20 МВт, дефицит мощности на короткое время снизился. В остальных узлах произошли такие же процессы снижения потребляемой мощности.

Через 0,8 секунды АЧР-1 достигла своей уставки и отключила 20 % второстепенной нагрузки. Уровень напряжения частично восстановился, но вследствие скорости протекания переходного процесса условия для включения отключенных потребителей не были созданы и в момент времени 1.8 с АЧР-2, отключив еще 20 % нагрузки в системе.

В момент времени 2.0 секунды в узле установилась мощность около 16 МВт, при этом отмечается рост напряжения и реактивной мощности. Однако, параметры режима не восстановлены, частота продолжает уменьшаться, отключенные потребители составляют 40 % мощности.

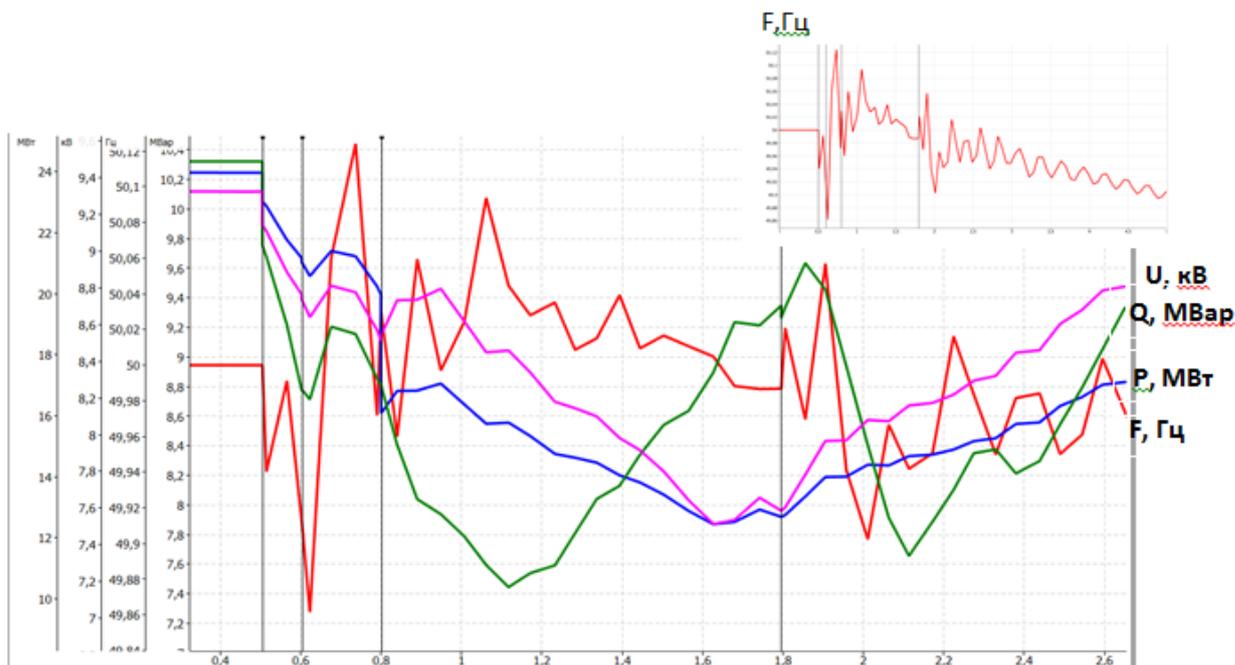


Рисунок 8 Переходный процесс аварийного выделения промышленной СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 25 % и действием АЧР-1, АЧР-2

Сценарий с учетом действия АПУАН

Исходный расчетный режим: тот же

Сценарий: тот же

На рисунке 9 показано продолжение переходного процесса с учетом действия новой автоматики АПУАН, которая сработала в момент времени 2.0 секунды, отключив часть нагрузки в узле общей мощностью 5 МВт.

В 2.3 секунды эта же автоматика подключила отключенных ранее потребителей примерно на 4 МВт.

На этом действия АЧР-1, АЧР-2 и АПУАН закончились, уровень потребляемой нагрузкой узла мощности установился примерно на 18 МВт. После некоторых колебаний частота стабилизировалась на значении 50 Гц, напряжение выросло 9,1 кВ, тем самым создав благоприятные условия для самозапуска АД.

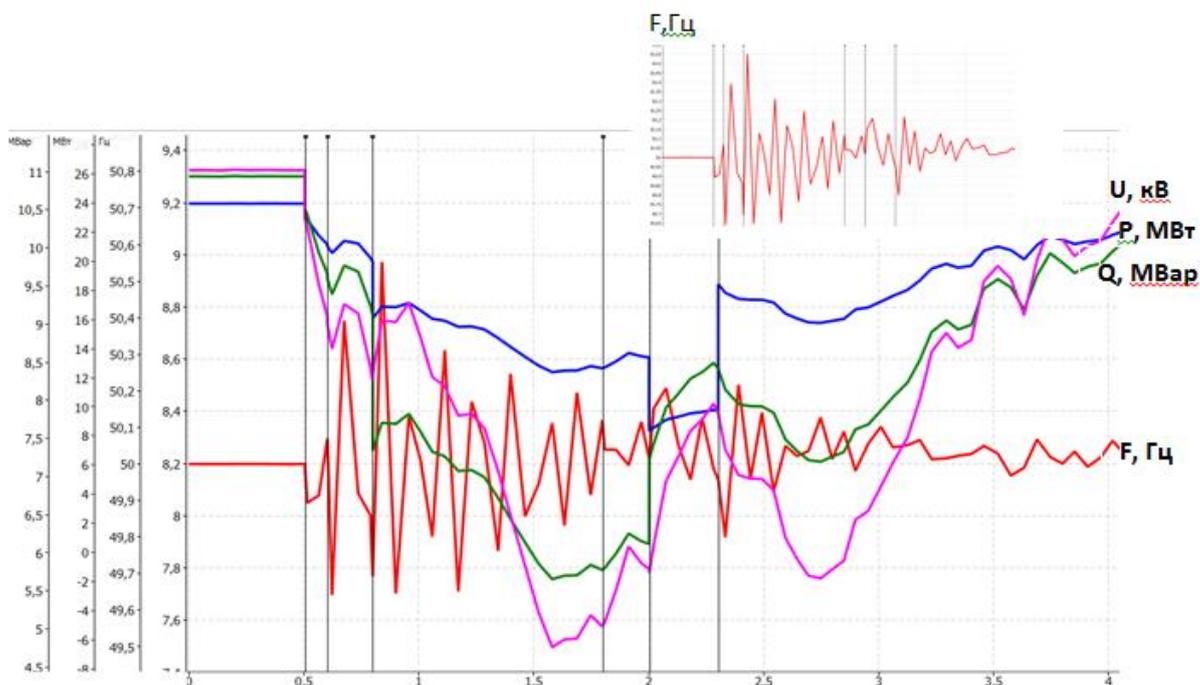


Рисунок 9 Переходный процесс аварийного выделения промышленной СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 25 % и действием АЧР-1, АЧР-2, АПУАН

Для сельскохозяйственной СЭС с РГ.

Сценарий без учета действия АПУАН

Исходный расчетный режим:

- связь с внешней энергосистемой по двум линиям 110 кВ через два Т-110/35/10 кВ подстанции;
- схема сети нормальная, разомкнутая;
- летний суточный график нагрузки, много управляемой нагрузки;
- $P_{\text{потр}} = 8 \text{ МВт}$ ($P_{\text{ген}} = 6 \text{ МВт} + P_{\text{внеш}} = 2 \text{ МВт}$), дефицит генерируемой мощности 25%;
- заданный состав нагрузки в узле: 70% - СХН, 30% - АД;
- существующие средства ПА: АЧР-1, АЧР-2

Сценарий:

0,5 с – 3-х фазное КЗ на шинах 110 кВ подстанции;

0,6 с – отключение выключателей 110 кВ связи с внешней ЭЭС, выделение СЭС с РГ на изолированную работу с дефицитом мощности 25%.

На рисунке 10 показана динамика изменения частоты, напряжения и мощности нагрузки в одном из узлов СЭС. В момент времени 0,5 с происходит 3-х фазного КЗ на шинах 35 кВ подстанции, которое ликвидируется в течение 0,1 с отключением питающих трансформаторов. В результате чего система выделяется на изолированную работу с дефицитом мощности 25 % и работой генерации на шины 10 кВ в выделенном районе. Происходит снижение напряжения на с 10,6 кВ до 9,6 кВ, при этом согласно [14]статистические характеристики нагрузки (СХН) были заменены на

$P_L = \text{const}$, $Q_L = \text{const}$. Активная нагрузка снизилась с 1,5 МВт до 1,2 МВт, ликвидировав часть дефицита. При этом частота продолжает снижаться и достигает уставки срабатывания АЧР-1.

Через 1 секунду АЧР-1 отключила 15 % второстепенной нагрузки. Уровень напряжения растет, но частота не стабилизировалась, дефицит мощности не ликвидирован. Поэтому в момент времени 1.8 с АЧР-2 отключает 20 % нагрузки в системе.

В момент времени 2.0 секунды в узле установилась мощность около 1 МВт, при этом отмечается стабилизация уровня напряжения и реактивной мощности. Однако, как и в сценариях с городской и промышленной СЭС с РГ, параметры частоты не восстановлены и продолжается ее снижение, отключенные потребители составляют 35 % мощности.

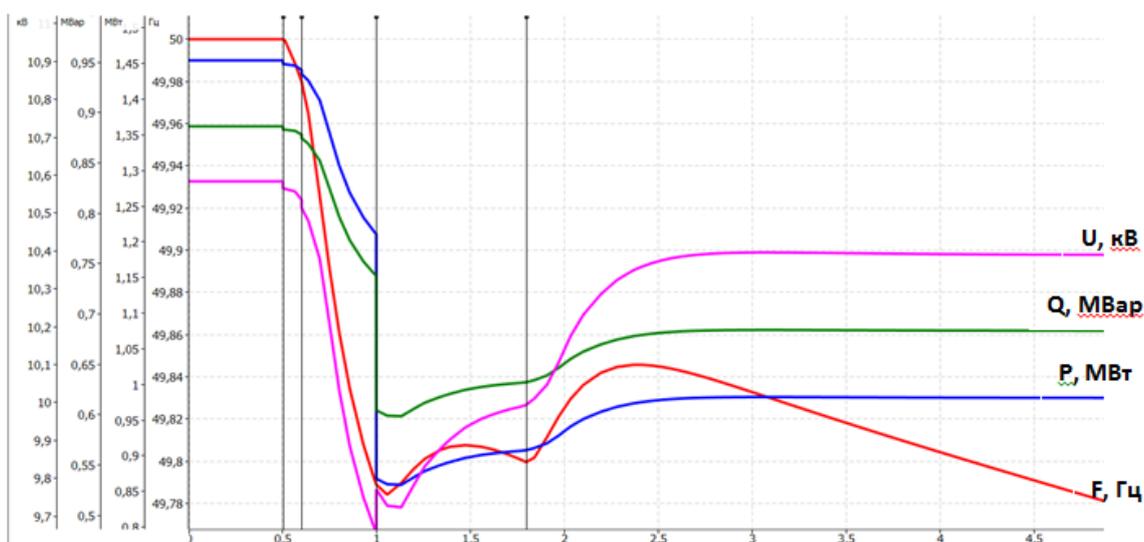


Рисунок 10 Переходный процесс аварийного выделение сельхозхозяйственной СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 110 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 25 % и действием АЧР-1, АЧР-2

Сценарий с учетом действия АПУАН

Исходный расчетный режим: тот же

Сценарий: тот же

На рисунке 11 показано продолжение переходного процесса с учетом действия новой автоматики АПУАН, которая сработала в момент времени 1.0 секунды, «переместив» некоторые электроприемники общей мощностью в узле величиной примерно 1 МВт на минимум графика нагрузки.

В 2 секунды эта же автоматика подключила отключенных ранее потребителей примерно на 0,6 МВт.

На этом действия АЧР-1, АЧР-2 и АПУАН закончились, уровень потребляемой нагрузкой узла мощности установился примерно на 2 МВт. После некоторых колебаний установилась частота на значении порядка 50 Гц.

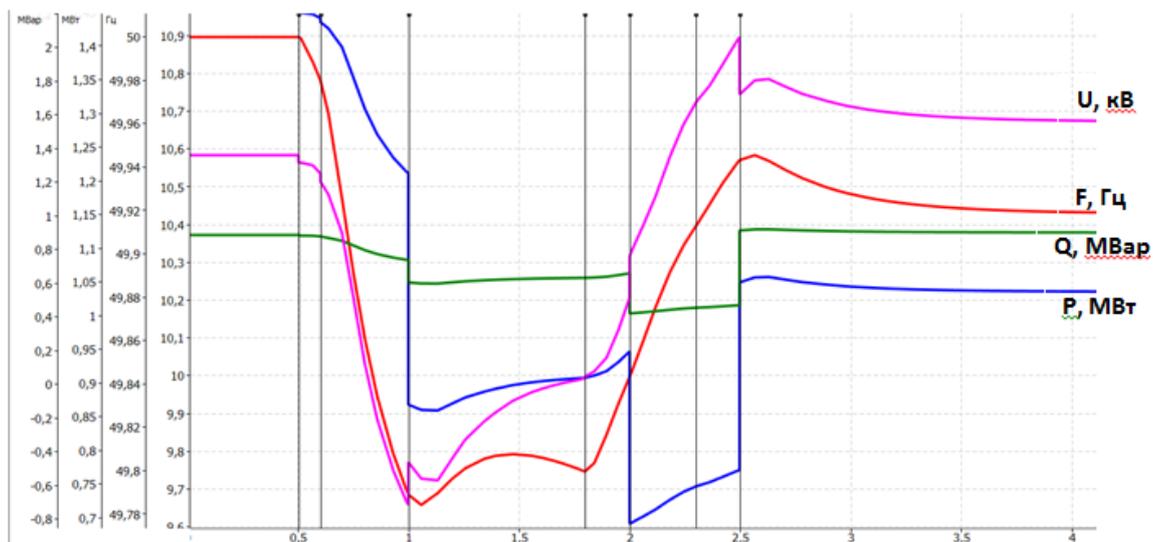


Рисунок 11 Переходный процесс аварийного выделения сельскохозяйственной СЭС с РГ после отключения 3-х фазного короткого замыкания на шинах 110 кВ (в узле №1) основной питающей подстанции с выделением системы от внешней электрической сети с дефицитом мощности 25 % и действием АЧР-1, АЧР-2, АПУАН

Выводы:

1. Качество переходных процессов, полученных в результате экспериментальных исследований, подтверждает влияние на них отличительных особенностей каждой из тестовых схем СЭС с РГ, приведенных в таблице 7.

2. В экспериментальных исследованиях был показан наиболее тяжелый сценарий аварийного выделения на изолированную работу, системы в результате которого действие стандартной автоматики недостаточно и дефицит мощности не ликвидируется.

3. Характер протекания переходных процессов в СЭС с РГ с большим количеством двигательной нагрузки качественно не отличаются от исследований других авторов [13], что подтверждает корректность моделирования.

4. Исследования подтвердили эффективность нового метода АПУАН для повышения надежности при аварийных процессах изолирования СЭС с РГ. Во всех тестовых схемах в темпе процесса новая автоматика позволяет обеспечить потребителей дополнительной мощностью, отключенной другой автоматикой и в целом повысить качество параметров сети.

В результате проведенных экспериментальных исследований в третьей главе доказана эффективность и актуальность предлагаемого метода АПУАН в качестве дополнительной автоматики для повышения надежности электроснабжения особо ответственных потребителей при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу и повышения гибкости ЭЭС в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в работе исследования позволили получить следующие выводы и результаты:

1. Разработан способ автоматического противоаварийного управления нагрузкой при аварийном выделении СЭС с РГ на изолированную работу.

2. Проверена работоспособность и показана обоснованность предложенного способа АПУАН реализации в качестве дополнительной автоматики для повышения надежности электроснабжения особо ответственных потребителей. При этом установлена необходимость координации работы существующих средств ПА и новой автоматики.

3. Разработаны рекомендации к размещению и выбору уставок АПУАН

4. Экспериментальным путем доказана эффективность предложенного способа в системах электроснабжения городов, промышленного и сельского хозяйства.

5. Разработаны методические положения координации функционирования традиционных видов противоаварийной автоматики и предлагаемой новой при аварийном выделении системы электроснабжения на изолированную работу.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. Изд. 7-е. М., Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

2. Илюшин П.В. Анализ результатов проведения обследований сетей внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай ИСЭМ СО РАН. 2017. С. 525–534.

3. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. К: «Освита Украины», 2007.

4. Cochran J., Miller M., Zinaman O., Milligan M., et al., “Flexibility in 21st Century power systems”, 21st Century Power Partnership, Denver, USA, Clean Energy Ministerial, 2014, pp. 1-14

5. Bucher M.A., Delikaraoglou S., Heussen K., Pinson P., Andersson G., “On quantification of flexibility in power systems”, 2015 IEEE Power Tech, Eindhoven, Netherlands, June 29 – July 2, 2015, 6 p.

6. Jinye Zhao, Tongxin Zheng, Litvinov E., “A unified framework for defining and measuring flexibility in power system”, IEEE Trans. on Power Systems, 2016, Vol. 31, No. 1, pp. 339-347.

7. Volin Yu.M., Ostrovskiy G.M., “Flexibility analysis of complex technical systems under uncertainty”, Avtomatika I Telemekhanika (Remote Control), 2002, No. 7, pp. 92 – 106.

8. Sun Hongbo, Wang Yishen, Nikovski D., Zhang Jinyun, “Flex-Grid: A dynamic and adaptive configurable power distribution system”, 2015 IEEE Power Tech, Eindhoven, Netherlands, June 29 – July 2, 2015, 6 p.
9. Schuitema G., Ryan L., Aravena C., “The consumer’s role in flexible energy systems”, IEEE Power and Energy Magazine, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 53 – 60.
10. Casey E., Beaini S., Pabi S., Zammit K., Amarnath A., “The triple bottom line for efficiency”, IEEE Power and Energy Magazine, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 34 – 42.
11. Kiviluoma J., Heinen S., Qazi H., Madsen H., Strbac G., etc., “Harnessing flexibility from hot and cold”, IEEE Power and Energy Magazine, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 25 – 33.
12. Логинов Е.Л. Интеллектуальная электроэнергетика: новый формат интегрированного управления в единой энергетической системе России / Е.Л. Логинов, А.Е. Логинов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. Т. 8. № 29 (170). С. 28–32
13. Илюшин, П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019, 364 с.
14. Руководство пользователя ПК RusTab, 2018.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

Научные статьи, опубликованные в изданиях по списку ВАК:

1. Воропай Н.И., Чулюкова М.В. Анализ развития системной аварии в ОЭС Востока 1 августа 2017 года // Электричество. 2018. №5. С.28-32.
2. Воропай Н.И. Чулюкова М.В. Противоаварийное управление нагрузкой для обеспечения гибкости электроэнергетических систем / Вестник ИрГТУ. 2020. Вып.4. С.781-794

Научные статьи, опубликованные в изданиях по спискам Scopus, Web of Science:

3. Voropai, N. I., Chulyukova, M. V. Transient Stability Problems of Electric Power Systems with Distributed Generation. In Proceedings of the IEEE International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 3–4 October 2018; pp. 1–5, **DOI:** 10.1109/FarEastCon.2018.8602504.
4. Voropai, N. I., Chulyukova, M. V. Flexibility Enhancement in an Islanded Distribution Power System by Online Demand-Side Management. EPJ Web Conferences, FREPS 2019, Vol.217, <https://10.1051/epjconf/201921701020>

Научные статьи, опубликованные в других изданиях:

5. Efimov D.N., Voropai N.I., Osak A.B., Chulyukova M.V. Some Generalizations of an Analysis of 2016-2017 Blackouts in the Unified Power System of Russia // Energy Systems Research. Vol.3. No.2. 2020. P.5-12. DOI: 10.38028/esr.2020.02.0001

6. Чулюкова М.В. Системная авария в ОЭС Востока 1 августа 2017 года: хронология и анализ событий // Вестник Амурского государственного университета. 2018. №81. С.98-101.

7. Чулюкова М.В. Особенности моделирования процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с распределенной генерацией в аварийных условиях / М. В. Чулюкова // ЭНЕРГЕТИКА: УПРАВЛЕНИЕ, КАЧЕСТВО И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ: сборник трудов IX Международной научно-технической конференции Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – С. 212-217.